

Oferta y demanda de electricidad en la Argentina:  
un modelo de ecuaciones simultáneas  
Federico Mateos, Martín Rodríguez Pardina y Martín Rossi  
Texto de Discusión N° 12  
ISBN 987-519-053-5  
Noviembre 1999

CEER  
Centro de Estudios Económicos de la Regulación  
Instituto de Economía, Universidad Argentina de la Empresa  
Chile 1142, 1° piso  
(1098) Buenos Aires, Argentina  
Teléfono: 54-11-43797693  
Fax: 54-11-43797588  
E-mail: [ceer@uade.edu.ar](mailto:ceer@uade.edu.ar)

(Por favor, mire las últimas páginas de este documento por una lista de los Textos de Discusión y de la Working Paper Series del CEER e información concerniente a suscripciones).

El Centro de Estudios de Economía de la Regulación (CEER), es una organización dedicada al análisis de la regulación de los servicios públicos. El CEER es apoyado financieramente por el Banco Mundial, los Entes Reguladores de Telecomunicaciones y Electricidad de la República Argentina, y la Universidad Argentina de la Empresa (Buenos Aires), donde el CEER tiene su sede.

Autoridades del CEER:

Lic. Enrique Devoto, Vicepresidente Primero Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE)-Dr. Roberto Catalán, Presidente Comisión Nacional de Comunicaciones (CNC), Dr. Antonio Estache, Instituto para el Desarrollo Económico del Banco Mundial (IDE-BM), Dr. César Marzagalli, Rector Universidad Argentina de la Empresa (UADE), Dr. Omar Chisari, Director Instituto de Economía (UADE).

Director Ejecutivo: Dr. Martín Rodríguez Pardina

Investigadores: Lic. Gustavo Ferro, Lic. Martín Rossi.

Ayudante de Investigación: Lic. Christian Ruzzier.

CEER Serie de Textos de Discusión  
 Oferta y demanda de electricidad en la Argentina: un modelo de ecuaciones simultáneas\*  
 Federico Mateos, Martín Rodríguez Pardina y Martín Rossi  
 Texto de Discusión N° 12  
 (Fecha: noviembre 1999)  
 JEL N°: D4

**Resumen:** El presente trabajo busca cuantificar el impacto de los diferentes determinantes de la evolución del precio de la electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina en el período comprendido entre Agosto de 1992, momento en el que se crea el Mercado Eléctrico Mayorista y Diciembre de 1998. Para ello se estimó un modelo de ecuaciones simultáneas con mínimos cuadrados en dos etapas, encontrándose que las variaciones del precio pueden ser explicadas, vía demanda, por las variaciones en el nivel de actividad y la temperatura, y vía oferta, por la potencia disponible, el precio del gas natural y la hidráulicidad.

**Abstract:** In this paper we try to estimate the impact of the different determinants of the evolution of the price of the electricity in the “Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina” in the period August 1992 (when the MEM was created) to December 1998. We do so by estimating a simultaneous equations model by Two Steps Least Squares. We found that price variability can be explained, on the demand side, by the variations in the activity level and the temperature, and on the supply side, by the available potency, the natural gas price and the hydraulicity.

Pertenencia profesional de los autores: Federico MATEOS  
 Dirección Nacional de Inversión Pública, Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos  
 Balcarce 186, 6<sup>to</sup> Piso; oficina 615-B  
 (1318) Buenos Aires, Argentina  
 Teléfono 54-11-43495625. e-mail: fmateo@mecon.ar

Martín RODRÍGUEZ PARDINA  
 Centro de Estudios Económicos de Regulación, Instituto de Economía-UADE, Argentina  
 Chile 1142 1<sup>er</sup> piso (1098), Buenos Aires, Argentina.  
 Fax: +5411-4379-7588. e-mail: marp@uade.edu.ar

Martín ROSSI  
 Centro de Estudios Económicos de Regulación, Instituto de Economía-UADE, Argentina  
 Chile 1142 1<sup>er</sup> piso (1098), Buenos Aires, Argentina.  
 Fax: +5411-4379-7588. e-mail: mrossi@uade.edu.ar

CEER Centro de Estudios Económicos de la Regulación  
 Instituto de Economía, Universidad Argentina de la Empresa  
 Chile 1142, 1° piso  
 (1098) Buenos Aires, Argentina  
 Teléfono: 54-11-43797693  
 Fax: 54-11-43797588  
 E-mail: [ceer@uade.edu.ar](mailto:ceer@uade.edu.ar)

---

\* El trabajo se encuentra libre de restricciones de copyright.

# **Oferta y demanda de electricidad en la Argentina: un modelo de ecuaciones simultáneas**

Federico MATEOS, Martín RODRÍGUEZ PARDINA y Martín ROSSI

## **1. INTRODUCCIÓN**

El presente trabajo busca cuantificar el impacto de los diferentes de la evolución del precio en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina en el período 1992-1998. Para ello se estimó un modelo de ecuaciones simultáneas por mínimos cuadrados en dos etapas.

En el período analizado se produjeron transformaciones muy importantes en el sector que provocaron cambios igualmente importantes en el precio, que tuvo una caída de hasta el 50% del valor inicial. Mientras tanto, la demanda experimentó un crecimiento del orden del 54%.

Las causas de las oscilaciones del precio de la energía eléctrica son conocidas a corto plazo, pero a mediano y largo plazo, están relacionadas con el avance tecnológico que se verifica en la economía, y fundamentalmente, con grandes inversiones privadas sobre el parque de generación que permitieron incrementar la oferta. A través de estas inversiones se mejoró la gestión de las centrales privatizadas y se pusieron en marcha nuevos proyectos de generación y transporte.

Otros factores también influyeron significativamente en el precio, tal es el caso de los cambios ocurridos en la industria del gas natural, proveedora de uno de los más importantes insumos para la generación térmica, o bien la hidraulicidad de las cuencas donde se establecen los embalses que permiten la generación hidráulica.

El trabajo continúa con la siguiente estructura. En la sección II se describe el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en la Argentina. En la sección III se analizan los potenciales determinantes de la demanda de energía eléctrica, mientras que en la siguiente sección se analizan los de la oferta. La sección V se refiere a la evolución del precio de la energía eléctrica, mientras que en la sección VI se presentan los resultados del modelo estimado. Finalmente, se presentan las conclusiones.

## **2. EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA**

El marco regulatorio del sector eléctrico argentino fue definido por la ley 24065, sancionada en diciembre de 1991. Esta ley separó al mercado en tres actividades económicas por el lado de la oferta. Entre las actividades que definen la oferta, encontramos el sector de generación, el del transporte y el de distribución. Por el lado de la demanda, se pueden diferenciar los usuarios residenciales, o de consumos pequeños, y los grandes usuarios. Según la normativa actual, los grandes usuarios fueron separados posteriormente en grandes usuarios mayores (GUMA) y grandes usuarios menores (GUME).

Observando los tres sectores en que fue separada la oferta, el sector de transporte y el de distribución son monopolios naturales, mientras que el sector de generación puede funcionar en condiciones de competencia. Estas condiciones definieron la forma que adoptó cada mercado, con un sector de generación donde el mayor esfuerzo por parte de las autoridades fue de coordinación, mientras que en los otros dos sectores prevalecieron los criterios regulatorios.

Según la normativa vigente, el MEM es el ámbito donde se encuentran en tiempo real la oferta y la demanda de energía eléctrica de la República Argentina. Tanto la oferta como la demanda se encuentran repartidas por todo el territorio, pero convencionalmente, el mercado se ubica en el centro de carga del sistema, en la zona de Ezeiza. Esta elección se debe a que, vecino a este nodo de intercambio, se encuentra el área de mayor concentración de demanda de energía y una parte importante de la oferta, desde el Gran Buenos Aires hasta el sur de la Provincia de Santa Fe (Arrufat, 1994).

Para las transacciones en este mercado se determina un precio spot, que es el precio localizado en el centro de carga. Los puntos de entrada/salida del Sistema Interconectado Nacional (SIN), se ubican sobre la red troncal de transporte y son denominados nodos.

Los nodos tienen asociados un factor nodal, que representa el costo de transporte (dado por las pérdidas marginales de energía) entre el mercado y ese punto. Estos factores nodales no son constantes, y resultan de un cálculo sobre la base de la energía transportada. Por este motivo, cambian en el transcurso de un día, de acuerdo al comportamiento de la oferta y la demanda.

En el MEM también existe un mercado a término, o mercado futuro. En este mercado los agentes pueden establecer contratos por cantidades, precios y condiciones libremente pactadas entre los mismos. Estos contratos pueden asegurar abastecimiento de energía eléctrica, o establecer una reserva de potencia. En tanto no existan perspectivas de problemas de abastecimiento cercanos, el precio spot es la única referencia en el mercado e indirectamente regula los valores negociados en el mercado a término, para el que constituye el valor de referencia. La cantidad de energía comercializada en este mercado se ha incrementado hasta valores muy significativos. Durante 1998 casi el 55% se comercializó a través del mercado a término, si bien representó una caída respecto a 1996, cuando este porcentaje alcanzó casi el 60%. El resto de la energía eléctrica se comercializa a través de operaciones en el mercado spot al precio correspondiente.

Todos los generadores deben ser agentes del MEM, así como el resto de las empresas que interactúan en el mercado, con la única excepción de los usuarios de consumos pequeños

(residenciales, comerciales o industriales). Estos agentes entregan a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (Cammesa) la información requerida para la base de datos del sistema, y luego la información queda a disposición de todos los integrantes del MEM.

Cammesa reemplaza al anterior Despacho Nacional de Cargas (DNC) y está formada por partes iguales por representantes del Estado Nacional, la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA), la Asociación de Distribuidores (ADEERA), la Asociación de Transportistas (ATEERA) y la Asociación de Grandes Usuarios (AGUEERA). Cammesa se encarga de determinar las centrales que entrarán en funcionamiento, de acuerdo a sus costos, y también cumple algunas funciones de fiscalización.

A fines del período considerado, el 94% de la demanda de energía eléctrica de la República Argentina era abastecida por el MEM. El Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico (MEMSP), desvinculado del MEM, cubría un 5%. El 1% restante era abastecido por pequeños sistemas aislados, localizados en zonas alejadas de los grandes centros de consumo. La potencia total instalada en el MEM era de 19182 MW, de los cuales el 45,2% correspondían a potencia hidráulica, el 49,6% a potencia de origen térmico y el 5,2% restante de origen nuclear. Este equipamiento permitió generar en 1998 un total de 68.984 GWh, con un incremento del 4,9% sobre el año 1997.

En diciembre de 1998 la cantidad de agentes del sistema llegó a 2015, de los cuales 1983 actuaban dentro del MEM y los 32 restantes dentro del sistema patagónico. La mayor parte de estos son Grandes Usuarios Menores, cifra pequeña dado que la cantidad de empresas con posibilidades de acceder a este status supera largamente este número.

El sector de generación presenta una estructura muy fragmentada, con gran cantidad de oferentes. Por esto, prácticamente no se necesita regular las tarifas, y los precios se definen mediante la competencia dentro del mercado. A Diciembre de 1998, la energía eléctrica del sistema era provista por 40 generadores, 12 autogeneradores y 3 cogeneradores, propiedad de diferentes empresas.

## 2.1. DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS SPOT

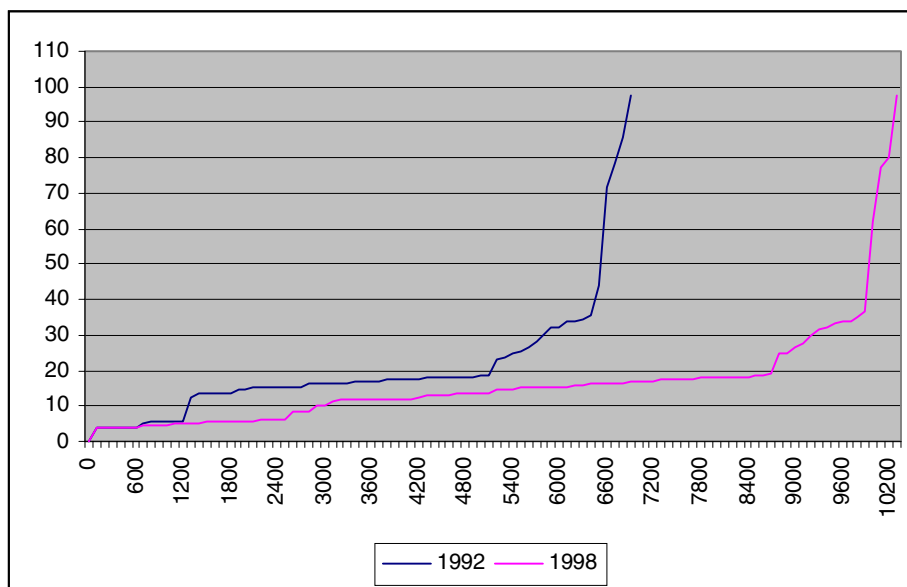
Cammesa efectúa el despacho físico de las centrales eléctricas según un orden de mérito basado en el costo de las centrales. Esto incluye su disponibilidad, sus costos de arranque y parada, y sus costos variables de operación de corto plazo. De esta forma, la mezcla de generación óptima se realiza ordenando la entrada en servicio desde las máquinas más económicas hasta las más caras para cubrir la totalidad de la demanda y la necesidad de reserva de potencia en cada momento. Este procedimiento se denomina despacho óptimo de cargas.

El costo variable unitario del último equipo de generación despachado es la base para determinar el costo marginal del sistema (CMS), es decir el costo de generar una unidad adicional de energía eléctrica solicitada por la demanda. Los consumidores están dispuestos a pagar por su demanda de energía, el precio que representa el valor antes mencionado.

El CMS es el componente principal del precio spot al cual se remunera toda la energía generada, ajustado de acuerdo al costo de transporte (representado por el factor de nodo) de cada central de generación al centro de carga ubicado en Buenos Aires. El resto está constituido por la remuneración por potencia, que es una compensación a la existencia de centrales disponibles aun cuando no exista riesgo de falla en el sistema. Esta es la señal que perciben los generadores para suministrar los requerimientos de mayor capacidad de generación.<sup>1</sup>

Los precios spot cambian a intervalos muy cortos de tiempo, prácticamente cada hora, y sólo se conocen exactamente luego de haberse realizado las transacciones físicas de energía, por lo que su determinación precisa se lleva a cabo mensualmente a fin de realizar las liquidaciones a las generadoras y consumidores.

Curva de Oferta Térmica de 1992 y 1998 (en \$/MW)



a. Fuente: Elaboración propia con datos de Cammesa

Las distribuidoras pagan un precio estabilizado por la energía adquirida en el MEM. Luego, las diferencias que surgen una vez conocidos los precios spot reales son cargadas a los períodos siguientes. De esta manera, Cammesa administra un fondo estabilizador entre generadores y distribuidores.

En el período considerado, para la determinación de los precios estabilizados, Cammesa promediaba el precio spot esperado para intervalos de tres meses. Estos períodos coinciden con las distintas épocas de hidraulicidad que se inician el 1 de mayo y el 1 de noviembre. Teniendo en cuenta la oferta proveniente de generación hidráulica que permitiría efectuar estas proyecciones, sumándole los planes de mantenimiento y expansión del resto de la oferta de generación, más las proyecciones a largo plazo realizadas mediante la demanda esperada, se obtiene como resultado el precio estabilizado.

### 3. LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La demanda de energía divide los usuarios en tres categorías: residenciales, GUME (grandes usuarios menores) y GUMA (grandes usuarios mayores). A Diciembre de 1998, los consumidores residenciales incluían a consumidores industriales y comerciales pero de niveles de consumo menores a 50 KW. Estos consumidores no tenían otra opción que comprarle energía a la distribuidora local, mientras que los GUME y los GUMA podían (y aun pueden) saltar comercialmente a la distribuidora local y hacer contratos de provisión de energía directamente con los generadores, pagando a la distribuidora una tarifa por el transporte. Para poder hacerlo, un GUME necesita demandar una potencia mínima de 50 KW, y además firmar un contrato por un mínimo de 2 años con el generador de su elección. Para ingresar en la categoría de GUMA, un usuario tiene que tener una demanda de potencia de 1 MW y un contrato de por lo menos 1 año de duración. La otra alternativa de abastecimiento para los grandes usuarios es la instalación de generadores propios (autogeneración) y, de esta forma, competir no sólo con la distribuidora local, sino también con los mismos generadores.

Las sucesivas flexibilizaciones en materia de límites mínimos de potencia de demanda requerida, han permitido incrementar el número de usuarios con acceso al mercado mayorista, a la vez de otorgarles mayor poder en la negociación de las tarifas. Durante el año 1998 se permitió el ingreso de los usuarios con demandas de entre 50 KW y 100 KW con el nombre de Grandes Usuarios Particulares (GUPA) con una reglamentación similar a los GUME, ampliando el universo potencial de agentes del sistema. De todas maneras, la cantidad de usuarios que habían accedido al MEM a fines del período analizado era todavía relativamente baja, ya que se estima que existían una cantidad de usuarios mucho mayor que cumplen las condiciones para ser agentes del MEM, como GUMA o GUME.

Cuando en el Mercado Eléctrico Mayorista existen restricciones de transporte o distribución que no permiten vincular toda la generación y demanda de un área con el centro de cargas, se considera que dicha área está desvinculada del mercado y se calculan precios locales para la misma.

#### 3.1. TENDENCIAS DE LA DEMANDA

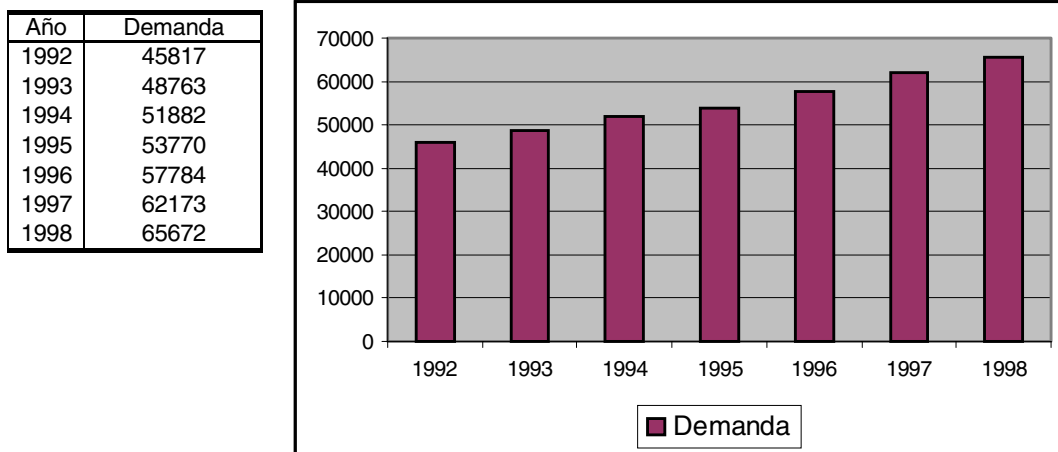
La demanda, medida en términos de demanda de energía eléctrica neta, experimentó un notable crecimiento durante la década del noventa.<sup>2</sup> Partiendo de un valor de 42619 GWh en 1991, luego de la crisis energética contemporánea a la hiperinflación de 1989, hasta los 65672 GWh demandados durante 1998, el crecimiento total alcanzó el 54,26%, obteniendo una tasa de crecimiento anual acumulado de 6,39%.

El principal factor explicativo del comportamiento observado en la demanda de energía eléctrica es la recuperación del nivel de actividad de la economía a partir de 1991, que en el periodo 1990 – 1994 creció a una tasa de 7,7% anual acumulado. Sin embargo, en el año 1995 se observó un comportamiento de la demanda de energía eléctrica con cierta independencia del nivel de actividad.



En ese año la demanda de energía eléctrica creció el 3,6% mientras que el PBI decreció un 4,5%. Pese a la gran caída en el consumo de otros bienes el sector residencial consumió más energía eléctrica. Algo similar ocurrió con el consumo del sector industrial, pese a que sus índices de producción disminuyeron sensiblemente. Pero el sector que más creció fue el sector comercial, continuando la tendencia de los años anteriores.

Demanda de energía eléctrica del MEM en el periodo 1992 – 1998 (GWh)



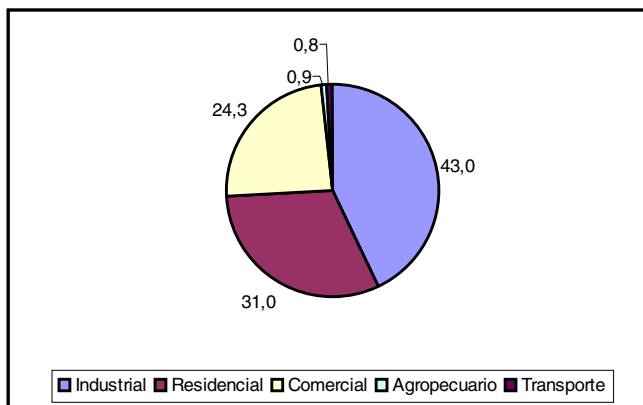
Fuente: Elaboración propia con datos de Cammesa

A partir de 1996 se recuperan las altas tasas de crecimiento del PBI y de la demanda de energía eléctrica. De los factores globales que impulsan a aumentar el consumo de energía se pueden mencionar, entre otros, el crecimiento de la población y el ingreso *per capita*, la migración permanente hacia las zonas urbanas, el interés en seguir ampliando la frontera eléctrica, la búsqueda de una mejor calidad de vida, la utilización cada vez mayor de productos y tecnologías de uso intensivo de energía, etc.

Discriminando la totalidad de la demanda en los sectores que la componen, encontramos cinco sectores, que enumerándolos en orden de importancia son: industrial, residencial, comercial y de servicios, agropecuario, y transporte. El siguiente diagrama muestra la participación de los sectores económicos en la demanda de energía eléctrica en el año 1998.

## Demanda de energía eléctrica en el año 1998

Sector	GWh	Participación
Industrial	28239	43,0
Residencial	20358	31,0
Comercial	15958	24,3
Agropecuario	591	0,9
Transporte	525	0,8
Total	65672	



Fuente: Secretaría de Energía

El extraordinario crecimiento del consumo de energía eléctrica en el sector residencial en el período puede ser explicado por el nuevo contexto de estabilidad de precios de la década del noventa, el acceso a créditos para el consumo y la apertura económica, que provocaron un fuerte aumento en el equipamiento de electrodomésticos en los hogares.

Dentro del sector comercial, se instalaron nuevas actividades con requerimientos de energía distintos a los tradicionales. Los nuevos edificios comerciales tienen un uso mayor de energía eléctrica para iluminación y aire acondicionado. Si bien estas nuevas actividades comerciales provocaron el cierre de gran cantidad de comercios minoristas, la energía que estos consumían era menor, ya que tanto la iluminación como el aire acondicionado no eran características muy relevantes en aquel segmento comercial.

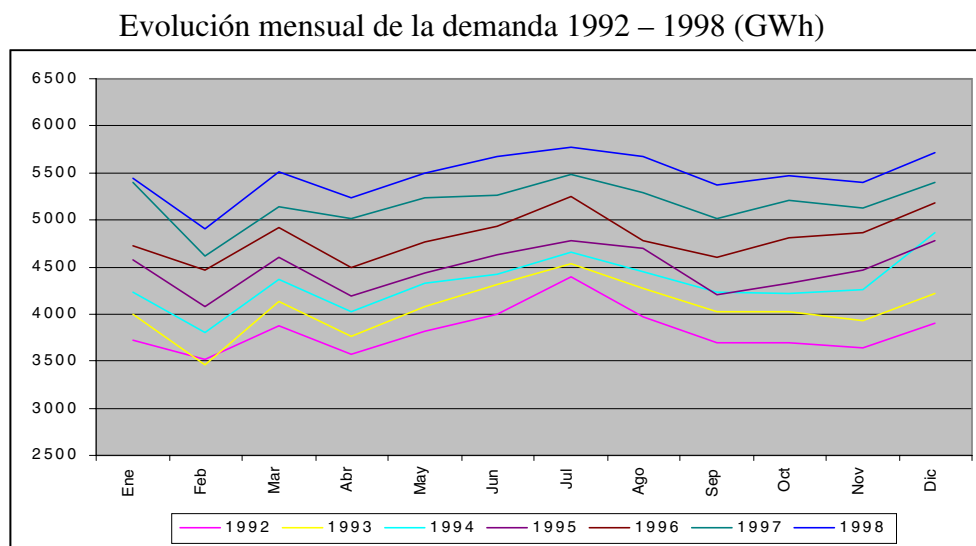
El sector industrial presenta comportamientos diferenciados de acuerdo al sector considerado. En el período analizado se produjo un fuerte cambio estructural en todas las actividades industriales como consecuencia de la mayor competencia provocada por la apertura económica. Desde el punto de vista de la energía eléctrica, se diferencian dos grupos, los grandes usuarios y el resto, en su mayoría Pymes.

En general, los grandes usuarios industriales, mayores y menores, han experimentado crecimientos importantes de demanda de energía eléctrica, asociados a sus mayores niveles de producción industrial. En el resto de la industria, para los usuarios de energía en cantidades menores, los comportamientos han sido muy variados, de acuerdo al tipo de actividad y la región donde se desarrolla.

### 3.2. La estacionalidad de la demanda

La demanda de energía eléctrica tiene un comportamiento típico dentro del año y a su vez un comportamiento típico para un día. El primero de estos fenómenos puede ser observado en el gráfico a continuación, que refleja la evolución mensual de la demanda desde 1992 hasta 1998. El gráfico muestra cómo aumenta anualmente la demanda en invierno y en verano, respecto de las

otras estaciones. La causa del aumento en invierno es la necesidad adicional de energía para calefacción e iluminación, mientras que en el verano la necesidad de mayor energía es para aire acondicionado y refrigeración.



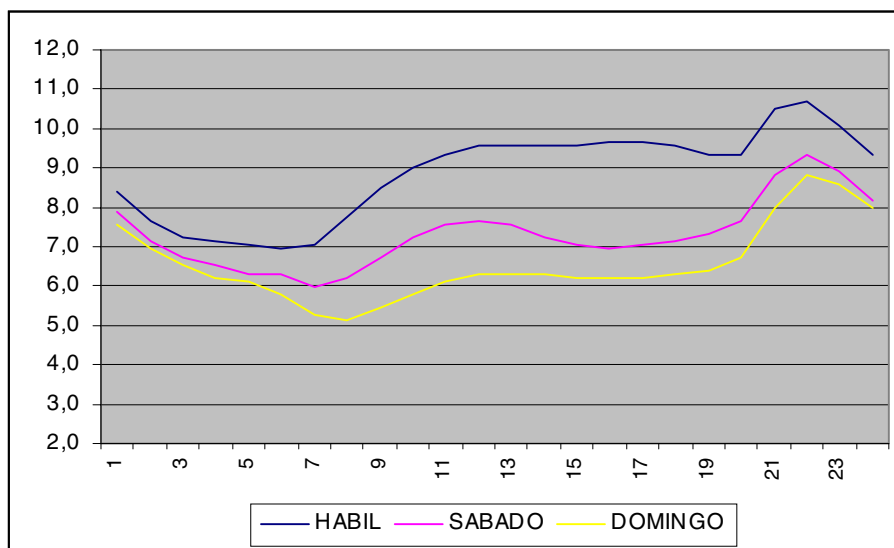
i. Fuente: Elaboración propia con datos de Cammesa

Sin embargo, se pueden observar algunas particularidades en cada año, como el pequeño aumento de consumo del invierno de 1994 respecto a 1993, pese a ser un año de gran expansión económica. La causa de este fenómeno fue un invierno sin temperaturas bajas, que disminuyó la demanda de energía eléctrica para calefacción. Este aumento de la temperatura media también ocurrió en verano, lo que provocó un gran aumento respecto al verano del año 1993, debido al aumento de demanda para refrigeración.

En 1995 la tasa de crecimiento de la demanda disminuyó hasta un 3,6 por ciento, llegando inclusive a mostrar un valor negativo durante los meses de septiembre y diciembre, respecto a iguales meses del año anterior. En cambio, en 1996 se superaron todos los meses los registros de demanda de 1995, fundamentalmente durante el invierno, debido a una serie de temperaturas extremadamente bajas. Este crecimiento continuó durante 1997 respecto de 1996, aunque con una reducción en la tasa de crecimiento a partir de noviembre producto de la incertidumbre provocada en los mercados por la crisis del sudeste asiático. A partir de febrero de 1998 se recuperó la alta tasa de crecimiento observada durante la década.

Dado que la demanda tiene una estacionalidad aún mayor dentro de un mismo día, Cammesa divide las 24 horas del día en tres períodos llamados pico, diurnas y valle. Las horas de pico van de 18 a 23, las horas diurnas de 5 a 18, y las de valle de 23 a 5, con los menores consumos del día. Durante las horas de pico se demanda alrededor de un 15% más que en las horas diurnas y en estas horas todavía un 20% más que en las horas de valle, que transcurren durante la noche.

Consumo típico de verano, diciembre de 1998 (en GW)



b. Fuente: Elaboración propia con datos de Cammesa

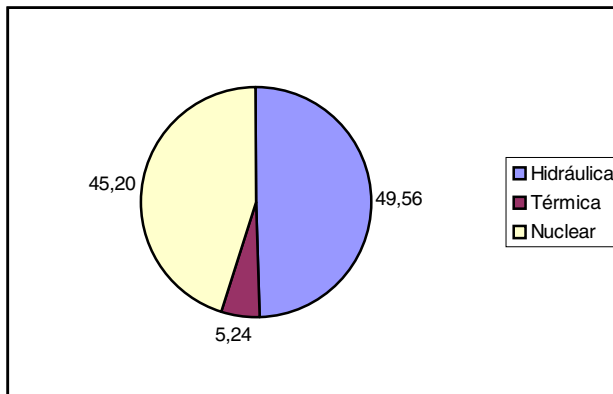
La demanda también depende del tipo de día que se considere. Cammesa efectúa sus previsiones considerando distinta demanda para los días laborables, sábados y domingos. Si bien la forma de la curva de demanda es similar en todos los casos, presenta grandes diferencias en las magnitudes. La menor demanda se produce los días domingo y la mayor los días laborables, con un pico de alta demanda desde que desaparece la luz natural, hasta las 23 horas y otro menor desde las nueve de la mañana hasta el mediodía. En verano estos picos son algo más pronunciados por la mayor duración de la luz natural.

#### 4. LOS DETERMINANTES DE LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Durante el período 1992 – 1998 la oferta de energía eléctrica se incrementó notablemente. En dicho período el volumen generado aumentó un 41,07%, pasando de 48.900 GWh en 1992 a 68.984 GWh en 1998. Por otra parte la potencia instalada aumentó un 45,54%, desde 13.179 MW en 1992, hasta 19.182 MW en 1998. El aumento de potencia instalada se debió a las fuertes inversiones realizadas tanto en generación hidráulica, como en generación térmica. La oferta de generación está compuesta por equipamiento de origen hidráulico, térmico y nuclear. En términos generales, quienes presentan menores costos variables son las centrales hidroeléctricas, siguiendo las nucleares y por último las termoeléctricas.

a. Potencia instalada del sistema de acuerdo a su origen: año 1998

Origen	Potencia Instalada	Participación
Hidráulica	9506	49,56
Térmica	1005	5,24
Nuclear	8670	45,20
Total	19181	



Fuente: Elaboración propia con datos de Cammesa

##### (ii) 4.1. El precio

Para analizar la evolución del precio de la energía eléctrica y las causas que provocaron sus variaciones, se presenta a continuación un modelo que incluye las principales variables que inciden sobre él. El modelo de definición del precio de la energía eléctrica impuesto por la legislación, implica que el mismo se define en función de:

- la demanda de energía eléctrica en cada región del sistema,
- la potencia instalada en cada región,
- el grado de disponibilidad de los equipos,
- el aporte de agua de los ríos que alimentan los embalses donde se ubican las centrales hidráulicas,
- la capacidad de transporte del sistema desde las zonas productoras de energía hacia las zonas consumidoras,
- los precios de los combustibles que usan las centrales de generación térmica y,
- la disponibilidad para consumo de los combustibles baratos.

De esta manera, para analizar la evolución del precio de la energía eléctrica deberemos analizar la evolución de las variables que influyeron en la determinación del mismo en el período de estudio.

#### 4.2. EL AUMENTO DE LA POTENCIA INSTALADA

Los altos precios observados durante 1992 y 1993 indujeron a muchos inversores a instalar centrales de generación con la nueva tecnología de ciclo combinado de grandes dimensiones. Los propietarios de las centrales buscaron reemplazar la generación de vapor existente, para asegurarse una mayor cantidad de energía despachada y, consecuentemente, una mayor porción de mercado, desplazando a las centrales menos eficientes. Por estrategias comerciales, a cada empresa le convenía acelerar este proceso de sustitución para ocupar o mantener su espacio en el mercado. El proceso de instalación de nuevas centrales fue favorecido porque las nuevas tecnologías de generación térmica permiten tiempos de implementación y puesta en marcha muy ventajosos.

El total de la nueva potencia instalada en el período, entre centrales hidráulicas y térmicas ascendió a 7327 MW, mientras que se desactivaron equipos de baja eficiencia que representaban 1324 MW, en su mayor parte en el Noreste y en el Gran Buenos Aires. De esta forma, el aumento neto de potencia fue de poco mas de 6000 MW lo que representa un 45,54 % de aumento sobre 1992. Del aumento bruto de potencia, 4197 MW correspondieron a equipos para generación térmica, con un costo promedio de producción de 11,27 \$/MWh (a un precio del gas igual a 68.8 \$/DM<sup>3</sup>). Estos equipos pudieron entrar en servicio a partir de 1995, en la que denominamos Etapa de Maduración del Mercado, salvo algunos equipos que ingresaron en el Comahue a fines de 1993.

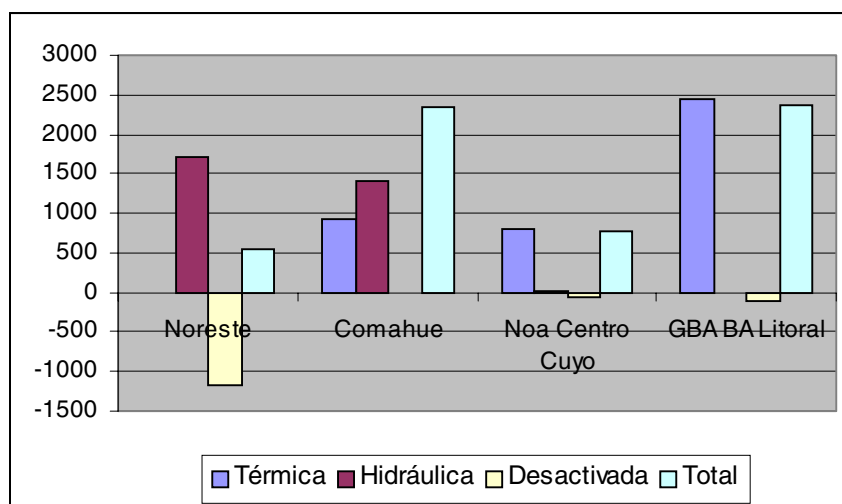
Los valores extremos inferiores fueron la Central Térmica Agua del Cajón (Capex) con un costo de 6,82 \$/MWh y Filo Morado con 7,01 \$/MWh en la zona de Comahue. Otra central instalada de bajo costo fue la Central Térmica Tucumán con 7,60 \$/MWh en la zona del Noroeste.

Los valores extremos superiores fueron las centrales de Genelba con un costo de 13,27 \$/MWh en el Gran Buenos Aires y la Central Térmica Modesto Maranzana con 13,13 \$/MWh en el área Centro. Las diferencias de costo están dadas no por la tecnología utilizada, sino por el costo de transporte del combustible.

Dentro de la generación hidráulica, el aumento en la potencia disponible se debió a la finalización de las obras en construcción a la fecha del cambio de régimen. La más importante de estas nuevas centrales es Yacyretá, en el Noreste, que comenzó a generar a mediados del año 1994. En el Comahue entró en servicio la Central Piedra del Aguila entre los años 1993 y 1994, con un aporte de 1400 MW, mas del 7% de la potencia del sistema de ese momento. Estas grandes obras permitieron un incremento de otros 3130 MW, hasta el momento.

Como ya se ha señalado, una parte importante del incremento de la potencia instalada correspondió a la finalización de las obras que estaban en construcción en 1992, algunas de las cuales fueron privatizadas y otras quedan en poder del Estado Nacional, como Yacyretá. El resto del incremento de potencia fue provocado por decisiones privadas de inversión, motivadas por el nuevo modelo de gestión de mercado.

Potencia instalada en el período 1992 – 1998 (MW)



Fuente: Elaboración propia en base a Cammesa

#### 4.3. EL INCREMENTO EN LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DEL SISTEMA

El incremento de potencia instalada tuvo su correlato en el sistema de transporte, para permitir el transporte de la energía adicional desde las zonas exportadoras de energía eléctrica hacia el Gran Buenos Aires. La capacidad de transporte del sistema se incrementó construyendo una nueva línea desde la Central de Yacyretá hasta Salto Grande, que ingresó en el sistema a mediados de 1996. También se instalaron recursos de estabilización en las líneas de transporte desde el Comahue, que permitieron incrementar en un 22,2% la capacidad de transporte desde esta región en los últimos meses de 1998.

Estas obras se efectuaron en conformidad con el nuevo régimen de inversiones en transporte de energía eléctrica, en el que las expansiones de la red surgen de acuerdo a las decisiones que toman los agentes del mercado que se ven afectados por las nuevas líneas, o por la falta de ellas.

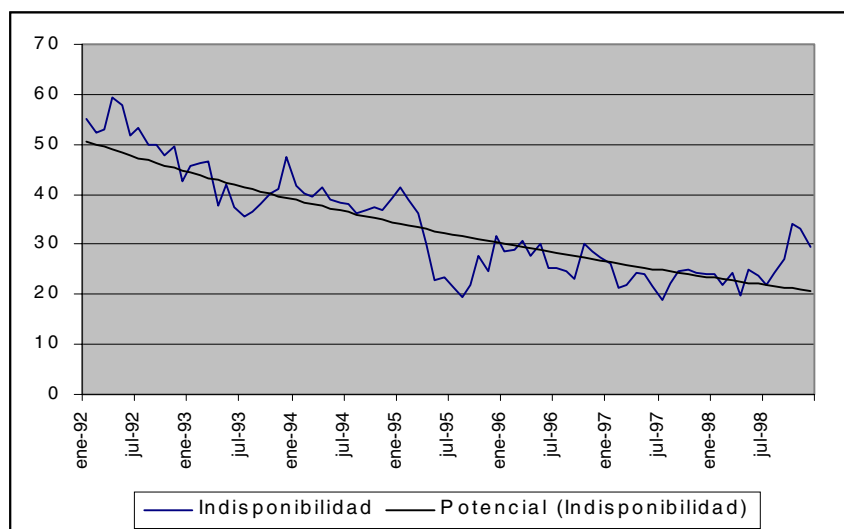
#### 4.4. LAS MEJORAS EN LA DISPONIBILIDAD EN EL EQUIPAMIENTO TÉRMICO

La indisponibilidad de los equipos se produce a causa de mantenimientos programados, o bien forzados por desperfectos en los equipos de generación y de transporte. La disminución de los valores de esta variable constituyó uno de los factores más importantes luego del cambio del modelo, fundamentalmente a partir del invierno de 1995, dentro de la segunda etapa de la evolución del mercado.

El profundo mantenimiento correctivo realizado en las centrales privatizadas, sobre todo en las centrales térmicas, y las altas disponibilidades que poseen las centrales térmicas nuevas, permitieron disminuir significativamente el índice de indisponibilidad del parque de generación. Este índice pasó de casi un 60% a comienzos de 1992 a un 25,73% de promedio % durante 1998.

También mediante este índice se puede obtener el incremento en la eficiencia operativa de las centrales, ya que las centrales no sólo pudieron generar más energía, sino que lo hicieron con menores costos. Las mejoras de gestión que se implementaron se tradujeron no sólo en mayor cantidad de horas de generación en el año, sino en otros aspectos como las reducciones de costos operativos o los incrementos de productividad del personal. Las ratios de producción por empleado aumentaron sensiblemente, al disminuir las plantillas de personal hasta en un 50% en algunos casos, simultaneo al aumento en generación. Mediante el índice de indisponibilidad de las centrales se puede aproximar a una estimación del resto de las mejoras de gestión en general.

Indisponibilidad térmica total (en % sobre el total)



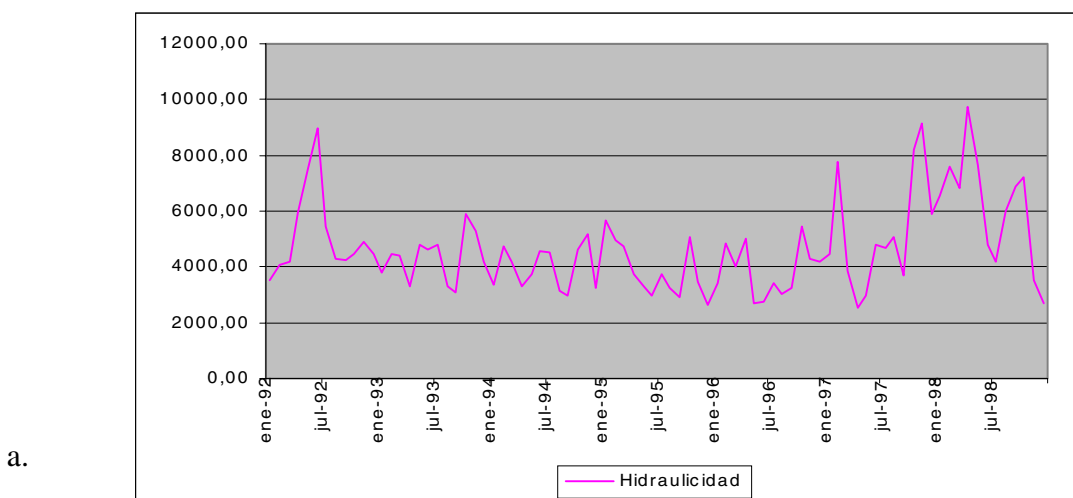
Fuente: Cammesa

#### 4.5. LA HIDRAULICIDAD DEL PERÍODO

El año 1992 se caracterizó por un muy buen aporte del Río Uruguay sobre el embalse de Salto Grande en la primera mitad del año, y una hidraulicidad cercana a la normal en la segunda parte. Pero en el Comahue los aportes fueron levemente inferiores a la media durante todo el año. Simultáneamente, los trabajos de reparación en la presa de El Chocón obligaron a mantener la cota en valores inferiores a lo normal.



### Hidraulicidad promedio y Generación de Energía



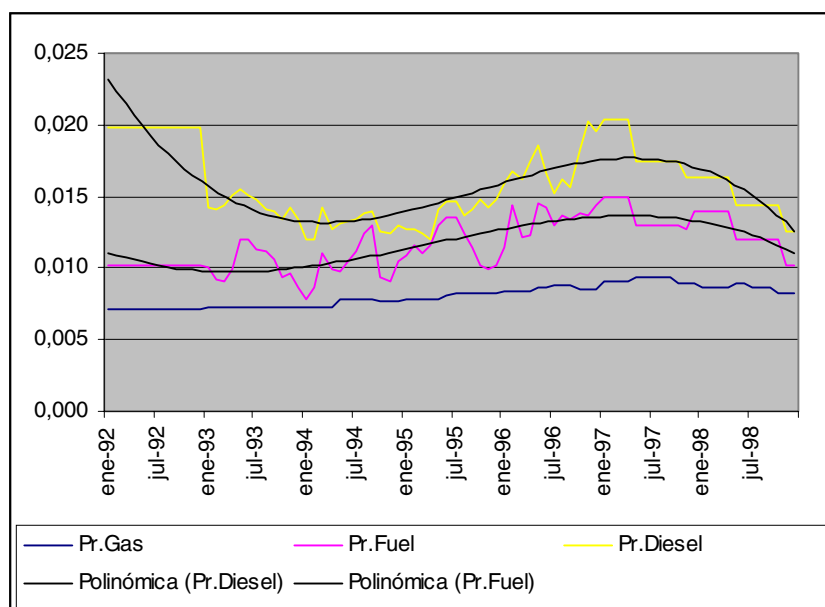
Los años 1993 y 1994 en cambio, se caracterizaron por excelentes condiciones de hidraulicidad en todas las cuencas, sobre todo en la segunda parte de 1993 en el Comahue y durante todo 1994 en el Río Uruguay. Cabe recordar que en estos años ingresaron al sistema la Central de Piedra del Aguila en el Comahue y Yacyretá en el Noreste. La hidraulicidad del Río Paraná, que permite la operación de Yacyretá, todavía no merecía ser tomada en cuenta ya que, al no estar funcionando a su plena potencia, parte del caudal del río era vertido sin atravesar las turbinas.

El año 1995 fue un año seco en todas las cuencas, pero sobre todo en el Río Uruguay a partir de abril, donde llegaron a obtenerse registros inferiores a la cuarta parte de la media histórica, mientras que en el Comahue se mantenían cerca de los registros históricos. Esta baja hidraulicidad se acentuó al año siguiente, y las cotas de los embalses sólo pudieron ser recuperadas durante el año 1997, pero las buenas condiciones de hidraulicidad de 1998 permitieron el pleno funcionamiento de Piedra del Aguila y Yacyretá.

#### 4.6. El precio de los combustibles

Los combustibles tienen una gran importancia en la definición del precio de la energía eléctrica. El precio, que representa el costo marginal de combustible de todo el sistema, surge de la máquina más cara en funcionamiento en cada momento de la operatoria, y la mayor parte del tiempo corresponde a una central térmica. Los combustibles inciden a través de dos aspectos distintos sobre el precio.

Evolución de los precios de los combustibles (en \$/Kcal)



Fuente: Cammesa

El primero de los aspectos está relacionado directamente con el precio de estos combustibles, que es exógeno al sistema. Algunos de los combustibles como el fuel oil o el gas oil son bienes transables internacionalmente, con períodos del año en que se importan, y están expuestos a las fluctuaciones del comercio mundial.

El combustible más importante en cuanto a volumen de generación, el gas natural, tiene un comportamiento con marcadas diferencias entre el invierno y el verano. La competencia en el mercado del gas, permitió rebajas en el precio de este combustible para las centrales de generación fuera del invierno, que es el período de restricción. Las distribuidoras de gas ofrecen a las centrales de generación, en las zonas de alto volumen físico de demanda y elevada estacionalidad, un precio que casi equipara al precio de boca de pozo, a cambio que operen suavizando los picos de demanda, absorbiendo parte del costo de transporte. Adicionalmente, algunos generadores se integraron verticalmente operando yacimientos de gas, acentuando las reducciones de costos variables declarados por las centrales.

No obstante ello, durante el invierno el precio se ha incrementado permanentemente en todas las regiones, tal como muestra la figura anterior, donde la línea inferior corresponde al precio máximo promedio del gas que aceptó Cammesa en las declaraciones que las centrales realizan periódicamente sobre sus costos.

En el caso del fuel oil, que es el combustible que sigue en orden de costo, el precio aumentó en promedio un 30% hasta fines de 1996, donde comenzó un ciclo descendente hasta llegar prácticamente a los valores del principio del periodo. El precio del gas oil, que representa el combustible más caro del sistema, tuvo un comportamiento similar, descendiendo hasta principios de 1995, y aumentando hasta 1997, para luego volver a los valores de 1994.

El precio de los otros combustibles que utilizan las centrales del sistema, carbón mineral y uranio, también han verificado importantes modificaciones en el periodo considerado. Pero las centrales que usan estos combustibles nunca quedan marginando en el sistema, por sus bajos costos de producción. Esto significa que nunca constituyen la máquina que determina el precio para todo el sistema, ya que siempre hay alguna máquina menos eficiente generando. Sólo cuando se concluya la construcción de la Central Nuclear de Atucha II y entre en servicio, se podrá distinguir una modificación en el precio en el sistema, aunque será debida al aumento de potencia disponible y no a la disminución del precio del combustible.

#### 4.7. LA DISPONIBILIDAD DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN

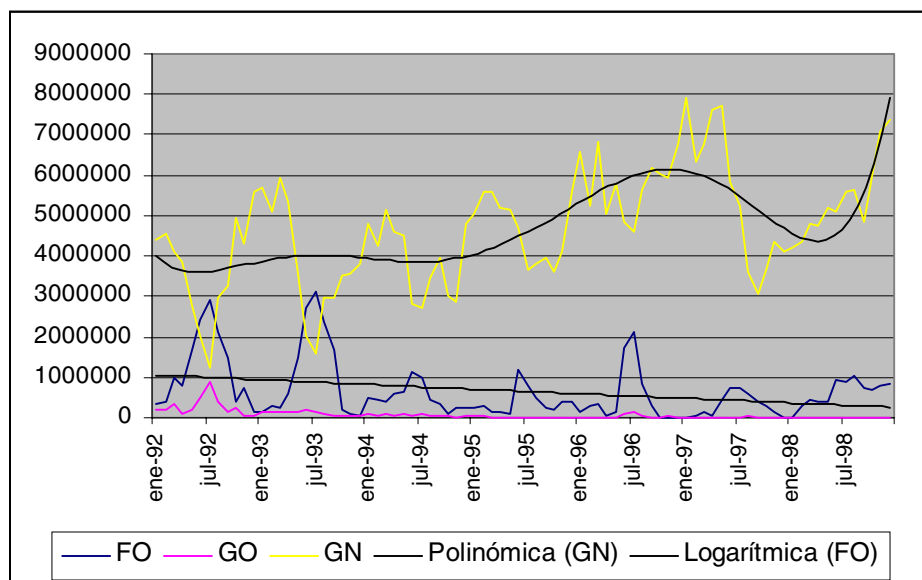
El segundo aspecto en el que los combustibles inciden sobre el precio de la energía eléctrica es a través de la cantidad de cada combustible que se utiliza para generar. Existen restricciones en el sistema de transporte de gas natural, que ocasionan que los equipos que usan este combustible no puedan disponer del mismo, lo cual acontece fundamentalmente durante el invierno.

La mayoría de las centrales de generación térmica sólo comienzan a usar fuel oil o gas oil cuando no cuentan con el suministro de gas natural. Los aumentos en la disponibilidad del mismo, han permitido que la máquina de mayor costo dentro del sistema haya sido, durante cada vez más tiempo, una central térmica con generación a gas.

La mayor disponibilidad del gas natural se debió, por un lado, a una mayor producción en las cuencas productoras, pero fundamentalmente a la mejora en los sistemas de transporte hacia las zonas consumidoras. Las inversiones realizadas en las redes troncales de transporte desde el Norte y desde la Patagonia permitieron un aumento en la capacidad de transporte del gas del 21 por ciento. Mediante este incremento fue posible disminuir las restricciones al consumo desde un promedio de 21,4 MM de m<sup>3</sup> por día durante el invierno de 1993 a 2,2 MM de m<sup>3</sup> en el invierno del año siguiente.

En este componente del precio de la energía eléctrica se pueden apreciar con gran nitidez las dos etapas de la evolución del mercado eléctrico. El aumento en la disponibilidad de gas permitió un cambio muy importante en las fuentes de combustible para generación térmica. En el gráfico se puede observar el comportamiento simétrico del consumo del gas respecto a los combustibles más caros. En la etapa de transformación del mercado eléctrico, durante los inviernos previos a la privatización de la empresa Gas del Estado en los años 1992 y 1993, el consumo de gas se veía drásticamente disminuido, provocando la necesidad de utilizar cantidades mayores de los otros combustibles.

Consumo mensual de combustibles (en kcal)



Fuente: Elaboración propia

A partir del invierno de 1994, la reducción de esta restricción permitió disminuir el consumo de fuel oil y prácticamente hizo desaparecer el consumo de gas oil. Durante el invierno de 1996 se produjo un incremento parcial en el consumo de fuel oil por restricciones en el suministro de gas provocadas por un invierno inusualmente frío. En ese período se observaron otros factores en el resto del mercado de generación que obligaron a mayor generación de origen térmico, pero la tendencia no indica que esta situación pueda repetirse más que en períodos muy cortos.

Por otro lado, no debe olvidarse que una parte importante de la sustitución de combustibles se debe a que, debido a las inversiones en generación de energía eléctrica en el Comahue y en el Noroeste, el gas es transformado en energía eléctrica cerca de las zonas de extracción, lo cual permite evitar las restricciones de transporte del combustible hasta el Gran Buenos Aires.

## 5. LA EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

La caída del precio mayorista de la energía eléctrica es uno de los logros más importantes del modelo de gestión del mercado eléctrico instrumentado a partir de 1992. El precio medio mensual, cayó desde un promedio de 41,85 \$/MWh en los últimos meses del año 1992, a 18,71 \$/MWh registrado en el último trimestre del año 1998.

Esta caída de precio tiene mayor relevancia dado que se produjo en un contexto de fuerte expansión económica, con un gran aumento del producto bruto. Adicionalmente, la caída del precio no fue a expensas de la calidad del servicio, ya que los indicadores que reflejan calidad también mejoraron. Como ejemplo cabe mencionar la cantidad de Energía No Suministrada que cayó desde 124,8 GWh en el año 1992, año de entrada en vigencia del nuevo modelo, a valores menores a 10 GWh a partir del año 1997.

Los altos precios observados durante 1992 hasta el invierno de 1993 y su inestabilidad, se debieron al arrastre de la situación anterior a la entrada en vigencia del nuevo modelo, ya que los planes de mantenimiento en las centrales privatizadas todavía no habían podido mejorar los índices de disponibilidad de los grupos de generación.

A partir de la primavera de 1993 el precio comenzó a estabilizarse, con una tendencia levemente descendente, en alrededor de 30 \$/MWh, con picos de altos precios en el invierno de 1994 y de 1996. Durante 1993 y 1994 la causa de la disminución fue la excelente condición de hidraulicidad en todas las cuencas, con caudales superiores a los valores medios históricos. En cambio el año 1995 fue extremadamente seco, pero los índices de indisponibilidad media de los equipos de generación bajaron de un promedio del 55% en el primer semestre de 1992 al 28,3% en 1995 y esto permitió la persistencia de los precios de 1994.

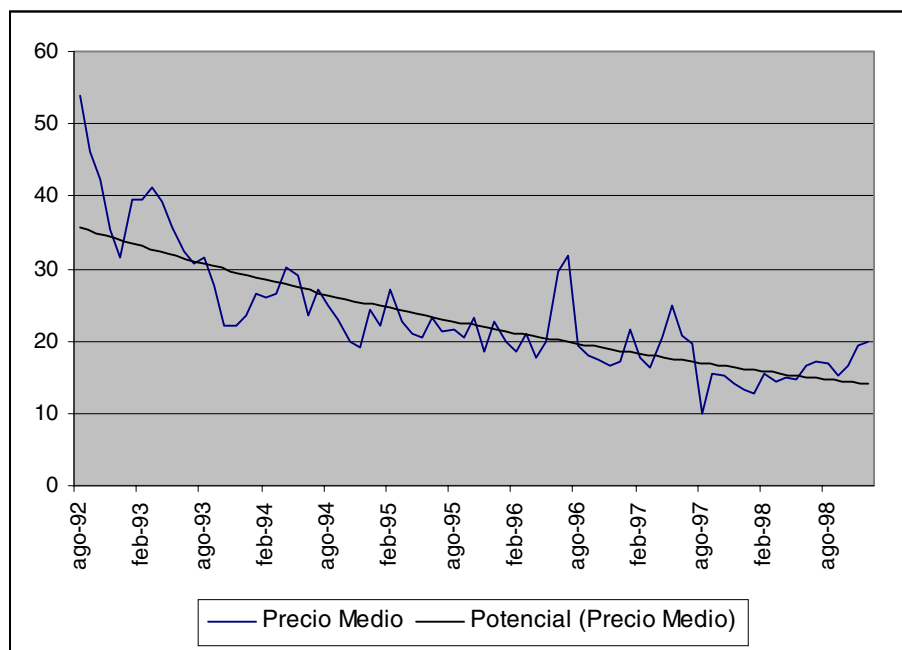
A partir de la primavera de 1996 comenzó otra serie descendente hasta los bajos precios de fines de 1997. Durante el invierno de 1996 se produjo un pico de altos precios, con valores medios de 34 \$/MWh debido a la salida de la central nuclear de Embalse en una semana crítica, por la magnitud de la demanda.

Además se produjo una importante restricción de gas para las centrales térmicas durante los meses de junio y julio, debido a las condiciones climáticas de fríos extremos. Esta restricción, especialmente en el Área del Gran Buenos Aires, obligó a las centrales a generar energía sobre la base de combustibles más caros como el gas oil. Pese a que el aporte hidroenergético también fue bajo, fue posible satisfacer toda la demanda, si bien a precios superiores a los que venían registrándose, debido a que la cantidad de cortes producidos por fallas en las redes de transporte de energía fue muy inferior a las cantidades ocurridas en los tres años anteriores.

Posteriormente, hacia el final del año y durante el año 1997, varios hechos confluyeron en la nueva baja en el precio promedio. Por un lado, la entrada en servicio de la línea de transporte de energía entre Rincón de Santa María y Salto Grande permitió incrementar la generación de Yacyretá hasta el máximo posible. También las mejoras técnicas en la línea de transmisión entre el Comahue y Buenos Aires, permitieron aumentar el transporte de energía desde esta zona. Por

último, la potencia instalada experimentó un crecimiento debido al ingreso de varias centrales térmicas nuevas en el Noroeste.

Evolución del precio medio mensual (\$/MWh)



Fuente: Cammesa

Dado que el mercado spot remunera la energía según el costo declarado de la máquina más cara despachada en cada hora, la incorporación de nuevo parque de mayor eficiencia fue reduciendo la brecha entre los precios máximos y mínimos pagados por la energía y además desplazó y seguramente continuará desplazando hasta su desaparición del mercado a los equipos menos eficientes. El precio, que representa el costo marginal de producción antes mencionado, se ha estabilizado en menos de 20 \$/MWh durante 1998, en lo que parece ser un equilibrio de mediano plazo.

## 6. DATOS Y ESTIMACIÓN

### 6.1. Datos

Los datos utilizados corresponden al período Agosto de 1992 (momento en el que se crea el MEM) - Diciembre de 1998 e incluyen, además de precios y cantidades, variables adicionales que permiten identificar a las curvas de oferta y demanda. Esta información fue obtenida de los informes anuales de Cammesa (1993-98), las programaciones estacionales publicadas por Cammesa (1992-1998), la Dirección Nacional de Prospectiva (1997), IEFE (1996) y del trabajo de García (1996).

*La curva de oferta:* La oferta de generación está compuesta por equipamiento de origen hidráulico, térmico y nuclear. En términos generales, quienes presentan menores costos variables son las centrales hidroeléctricas, seguido por las nucleares y, por último, las termoeléctricas.

Las variables que inciden sobre la oferta son, en líneas generales, las siguientes: el precio (PRECIO, en pesos por MWh), la potencia instalada (POTENCIA, en MW), la potencia disponible (POTDISP, en tasa), el aporte de agua de los ríos que alimentan los embalses donde se ubican las centrales hidráulicas (HIDRO, en promedio), el precio del gas (el combustible más utilizado por las centrales de generación térmica (PRECIOGAS, en \$/Kcal), la disponibilidad para consumo de los combustibles baratos y el poder calórico (PODERCALO, en Kcal/KWh).

A fines de las estimaciones se multiplicó a la potencia total por la potencia disponible, de forma tal de obtener la potencia disponible en MW (POT). La disponibilidad de combustibles baratos no fue incluida por no disponerse de una medida adecuada.

*La curva de demanda:* Los principales factores explicativos de la demanda de energía eléctrica son el precio y el nivel de actividad de la economía. Esta última puede descomponerse en dos variables explicativas: el producto bruto interno (PBI) y el índice de producción industrial (IPI, índice donde 100 = promedio del año 1993)<sup>3</sup>. El primero de estos componentes se refiere al nivel de ingreso general de la población, mientras que el segundo intenta aislar las necesidades de energía eléctrica de parte de la industria. En el análisis de regresión no se incluyó el PBI ya que no se disponía de estimaciones mensuales del mismo.

Otros factores que influyen en la demanda son la temperatura media mensual (TEMPERATURA, en grados centígrados) y la cantidad y antigüedad de los electrodomésticos. La población también podría ser una variable explicativa potencialmente valiosa, sin embargo, los intervalos de medición (diez años, cuando el análisis se remite a un período menor a seis años) impiden su utilización.

La demanda de energía eléctrica tiene un comportamiento estacional, horario, diario, semanal y mensual. Dentro de este último fenómeno (que es el único que se analizará en este trabajo) se observa que la demanda tiende a ser mayor en los meses de verano e invierno. La variable a ser incluida en el modelo es la temperatura media mensual. Es esperable que la temperatura tenga un efecto no lineal sobre la demanda de energía y, por lo tanto, sobre el precio. Comenzando de niveles bajos, aumentos de la temperatura harán disminuir la demanda de energía para calefacción, sin incrementar la demanda para refrigeración. Ulteriores aumentos llegarán a un punto a partir del cual los aumentos de la temperatura lleven a un aumento de la demanda de energía para refrigeración.

El siguiente cuadro muestra las estadísticas básicas de las variables utilizadas, para una serie de tiempo de 77 observaciones.

## Estadísticas básicas: Agosto 1992 – Diciembre 1998

Variable	Media	Desvío Estándar
Precio	25.86	11.81
Cantidades	4593.58	604.50
IPI	108.81	12.65
Temperatura	18.16	4.71
Poder calórico	2444	112
Potencia total	15689	1906
Pot. Disponible	0.66	0.10
Hidraulicidad	4655	1592
Precio del gas	67.62	5.99

Algunos de los datos de este conjunto son variables casi continuas, y se pueden encontrar con facilidad lecturas horarias de los mismos. Pero otros presentan mayores dificultades, y sólo se encuentran las variaciones semanales o mensuales, que es el lapso en que se producen las variaciones significativas. Por lo que un análisis más detallado tomando las lecturas semanales u horarias no garantizaría mejores resultados.

Respecto al precio, dentro del sistema existen diversos precios. Algunos de ellos son: el precio spot horario, el precio medio estacional y otros precios promedio para las llamadas horas valle, horas pico y horas diurnas. En el análisis consideraremos el precio medio mensual, que captura las variaciones en el precio spot ocurridas en el mes, y no contempla el pago por potencia puesta a disposición, que es un valor fijado administrativamente por la Secretaría de Energía.

La demanda de energía se puede desagregar de múltiples formas, ya que Cammesa almacena los datos de la misma permanentemente para cada agente consumidor del mercado, sean empresas distribuidoras, grandes usuarios mayores o menores. Para este análisis se consideraron las demandas agregadas dentro de las grandes regiones en que se encuentra dividido el mercado. Como ya se ha señalado, estas regiones son: Comahue, Cuyo, Noroeste, Centro, Gran Buenos Aires, Litoral, Buenos Aires y Noreste.

Respecto a la potencia total del sistema, y de acuerdo al marco regulatorio, el mayor equipamiento dejará menores probabilidades de ingresar al sistema a las máquinas menos eficientes. En este caso también se consideraron separadas a las distintas regiones que componen el sistema interconectado, y luego se realizó el análisis con la suma de ellas.

Cammesa también cuenta con buen nivel de detalle de la disponibilidad de cada equipo durante el año. Para la evaluación del índice de eficiencia de las centrales, se tomó el promedio mensual entre todos los equipos térmicos.

El transporte de energía tuvo dos novedades importantes en el período considerado. Una de ellas fue la implementación del Proyecto de Recursos Estabilizantes, que permitió el aumento de potencia del vínculo Comahue – Buenos Aires, desde una capacidad de transporte máxima de 2700 MW hasta 3300 MW. Otro vínculo nuevo en el sistema fue la construcción y puesta en



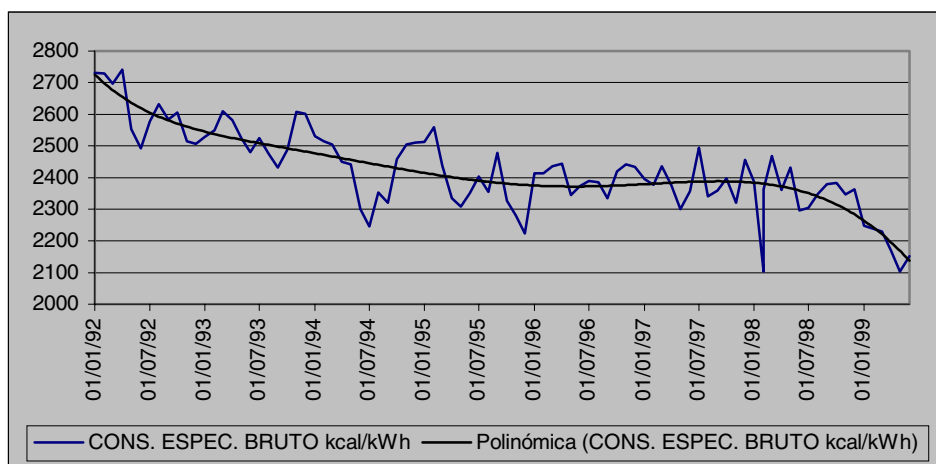
funcionamiento de la línea entre Yacyretá y Salto Grande, que permitió el transporte de toda la energía generada por la central sobre el Río Paraná.

Para la hidráulicidad del período, se tomaron las variaciones respecto a la media histórica de los ríos que efectúan los principales aportes hidráulicos al sistema a los embalses sobre los que se ubican las centrales del Comahue, Salto Grande y Yacyretá. Estas centrales representan como mínimo el 80% de la generación hidráulica del sistema por lo que no se consideró necesario analizar el resto. También se dispone de datos sobre los niveles de los embalses, pero dada la capacidad de almacenamiento de los embalses del sistema (menor al año), es más importante el aporte registrado en el período, que los niveles iniciales y finales.

El poder calórico representa un promedio del rendimiento térmico del parque de generación disponible en cada momento del período. El valor representa la cantidad de calorías que se requieren para generar un MWh, por lo que, a mayor valor, corresponde un menor rendimiento térmico.

Los equipos que se detienen para mantenimiento no se incorporan al cálculo, hasta que vuelven a estar operativos. Sí se incluyen en el cálculo los equipos que, pese a estar disponibles, no son convocados para generación por su alto costo. Se puede observar como esta variable se mantiene relativamente estable en un principio, para comenzar a caer a partir de fines de 1994. Para esta fecha comienzan a incorporarse al sistema los equipos generadores dotados de mayor eficiencia térmica, lo que obliga a desactivar equipos menos eficientes. Este doble efecto provoca la caída en el valor de la variable.

a. Evolución del poder calórico



b. Fuente: Cammesa

El precio del gas también se incluyó en el análisis, tomando promedios para los máximos que autoriza Cammesa. Los costos de transporte de los combustibles provocan marcadas diferencias

de precios entre las regiones, pero los promedios entre los precios de cada región capturan estas variaciones.

## 6.2. Estimación

Al estimar las funciones de demanda y oferta de energía eléctrica se presenta el problema de que los datos observables (distintos pares de precios y cantidades) son determinados conjunta e interdependientemente, lo cual lleva a que, en general, alguna variable explicativa se encuentre correlacionada con el término de error. En estos casos se estaría violando un supuesto crucial de Mínimos Cuadrados Clásicos (MCC), según el cual las variables explicativas deben estar distribuidas independientemente del término de error. Si no se cumple esta condición, los estimadores de MCC serán sesgados e inconsistentes, no resultando recomendable utilizar MCC para estimar los parámetros de cada ecuación. Una metodología alternativa, y la utilizada en el presente trabajo, es Mínimos Cuadrados en Dos Etapas (MCDE).

Dado que el objetivo es presentar un modelo de determinación del precio, las funciones utilizadas serán la demanda y oferta inversas, en lugar de la demanda y oferta. El modelo a ser estimado es el siguiente:

Demanda inversa:  $\text{Ln}(\text{PRECIO}) = c_1 + c_2 \text{Ln}(\text{CANTIDAD}) + c_3 \text{IPI} + c_4 \text{TEMPERATURA} + c_5 (\text{TEMPERATURA})^2$ ;

Oferta inversa:  $\text{Ln}(\text{PRECIO}) = c_6 + c_7 \text{Ln}(\text{CANTIDAD}) + c_8 \text{Ln}(\text{POT}) + c_9 \text{Ln}(\text{HIDRO}) + c_{10} \text{Ln}(\text{PRECIOGAS}) + c_{11} \text{Ln}(\text{PODERCALO})$ .

Además de la constante, las variables utilizadas como instrumentos son:  $\text{Ln}(\text{PRECIOGAS})$ ,  $\text{TEMPERATURA}$ ,  $(\text{TEMPERATURA})^2$ ,  $\text{Ln}(\text{PODERCALO})$ ,  $\text{Ln}(\text{HIDRO})$ ,  $\text{Ln}(\text{POT})$  e  $\text{IPI}$ .

Los signos esperados de los coeficientes son los siguientes:

Coef.	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4</sub>	C <sub>5</sub>	C <sub>6</sub>	C <sub>7</sub>	C <sub>8</sub>	C <sub>9</sub>	C <sub>10</sub>	C <sub>11</sub>
Signo	+/-	-	+	*	*	+/-	+	-	-	+	-

\*Se espera que tengan signo distinto.

El impacto de la temperatura sobre el precio puede ser calculado haciendo la derivada del logaritmo del precio con respecto a la temperatura:

$$\delta \ln(\text{PRECIO}) / \delta (\text{TEMPERATURA}) = c_4 + 2 c_5 (\text{TEMPERATURA})$$

Este resultado estaría mostrando la variación porcentual en el precio ante una variación de una unida (un grado) en la temperatura. Con los valores de  $c_4$  y  $c_5$  obtenidos estimados ( $c_4 = -0.456390$  y  $c_5 = 0.012411$ , ver modelo sin poder calórico), un aumento de la temperatura cuando esta se encuentra por debajo de 18.38 grados llevaría a una caída de la demanda y del precio, mientras que un aumento de la temperatura cuando ésta se encuentra por encima de 18.38 grados llevaría a un aumento del precio. Esto se encuentra en línea con lo esperado, ya que a bajas

temperaturas un aumento en la misma disminuye la demanda de energía para calefacción, mientras que cuando la temperatura es alta, un aumento en la misma lleva a un aumento en la demanda de energía para refrigeración.

La siguiente figura muestra el modelo de ecuaciones simultáneas estimado mediante MCDE. Como se puede observar en la Estimación 1, todos los signos de los coeficientes son los esperados. Además, casi todos ellos son significativos a los niveles usuales de confianza, salvo los correspondientes a las variables Ln(CANTIDAD), Ln(PRECIOGAS) y Ln(PODERCALO) en la curva de oferta. Esta última variable resulta muy poco significativa, por lo cual se corrió el mismo modelo pero sin incluirla (ver estimación 2). El poder explicativo del modelo es bueno (en ambas estimaciones), con un  $R^2 = 0.64$  para la ecuación de demanda, y un  $R^2 = 0.79$  para la ecuación de oferta.

Estimación 1  
Con poder calórico

Estimation Method: Two-Stage Least Squares

Sample: 1992:01 1998:12

Instruments: IPI TEMPERATURA TEMPCUAD LNPOT

LNHIDRO LNPRECIOGAS LNPODERCALO

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(1)	40.61800	4.475897	9.074829	0.0000
C(2)	-4.230687	0.553047	-7.649776	0.0000
C(3)	0.019464	0.006066	3.208612	0.0016
C(4)	-0.457046	0.073417	-6.225330	0.0000
C(5)	0.012430	0.002090	5.947209	0.0000
C(6)	14.65071	6.510737	2.250238	0.0258
C(7)	0.260999	0.399821	0.652788	0.5148
C(8)	-0.211730	0.067714	-3.126825	0.0021
C(9)	-1.566142	0.236511	-6.621855	0.0000
C(10)	0.780397	0.610579	1.278125	0.2031
C(11)	-0.094251	0.707312	-0.133252	0.8942

Equation: LNPRECIO = C(1) + C(2)\*LNCANTIDAD + C(3)\*IPI + C(4)\*TEMPERATURA + C(5)\*TEMPCUAD

Observations: 84

R-squared	0.644448	Mean dependent var	3.169815
Adjusted R-squared	0.626445	S.D. dependent var	0.394071
S.E. of regression	0.240853	Sum squared resid	4.582801
Durbin-Watson stat	0.994650		

Equation: LNPRECIO = C(6)+ (7)\*LNCANTIDAD+ C(9)\*LNPOT+C(8)\*LNHIDRO + C(10)\*LNPRECIOGAS + C(11)\*LNPODERCALO

Observations:	84		
R-squared	0.796570	Mean dependent var	3.169815
Adjusted R-squared	0.783530	S.D. dependent var	0.394071
S.E. of regression	0.183347	Sum squared resid	2.622061
Durbin-Watson stat	1.068534		

Como ya se ha señalado, una segunda estimación se realizó sin incluir la variable Ln(PODERCALO), ni en la curva de oferta ni como instrumento. Los resultados pueden ser observados en la figura a continuación y demuestran la robustez del modelo estimado, ya que los coeficientes y los desvíos no varían en forma significativa.

Estimación 2  
Sin poder calórico

Estimation Method: Two-Stage Least Squares  
Sample: 1992:01 1998:12  
Instruments: IPI TEMPERATURA TEMPCUAD LNPOT  
LNHIDRO LNPRECIOGAS C

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(1)	40.56097	4.477428	9.058988	0.0000
C(2)	-4.223604	0.553243	-7.634267	0.0000
C(3)	0.019392	0.006067	3.196130	0.0017
C(4)	-0.456390	0.073401	-6.217771	0.0000
C(5)	0.012411	0.002090	5.939225	0.0000
C(6)	13.76355	1.873486	7.346491	0.0000
C(7)	0.279803	0.396754	0.705230	0.4817
C(8)	-0.214115	0.065859	-3.251134	0.0014
C(9)	-1.557935	0.215177	-7.240263	0.0000
C(10)	0.765633	0.603427	1.268808	0.2064

Equation: LNPRECIO = C(1) + C(2)\*LNCANTIDAD + C(3)\*IPI + C(4)\*TEMPERATURA + C(5)\*TEMPCUAD

Observations: 84

R-squared	0.644993	Mean dependent var	3.169815
Adjusted R-squared	0.627018	S.D. dependent var	0.394071
S.E. of regression	0.240668	Sum squared resid	4.575767
Durbin-Watson stat	0.995178		

Equation: LNPRECIO = C(6) + C(7)\*LNCANTIDAD+C(9)\*LNPOT+C(8)\*LNHIDRO +

C(10)\*LNPRECIOGAS

Observations: 84

R-squared	0.796702	Mean dependent var	3.169815
Adjusted R-squared	0.786409	S.D. dependent var	0.394071
S.E. of regression	0.182124	Sum squared resid	2.620353
Durbin-Watson stat	1.069149		

### 6.3. Observaciones adicionales

La disminución del precio de la energía tiene un elevado componente relacionado con las inversiones realizadas en el período, a través del incremento de potencia y el aumento del índice de disponibilidad térmica.

Otro factor de disminución viene dado por las inversiones realizadas en la industria del gas, representado en este análisis como disponibilidad de combustibles baratos. Vale la pena resaltar que la hidráulicidad es un elemento externo al modelo, ya que depende de las condiciones climáticas.

Dentro de las inversiones realizadas estrictamente dentro del sistema eléctrico, una parte importante estuvo dirigida hacia los equipos de generación que estaban incluidos en cada central privatizada. Muchos de estos equipos permanecían largos períodos del año en condiciones de indisponibilidad, restándole una elevada cuota de posibilidades de suministro de potencia al sistema.

El otro gran componente de la inversión fue dirigido a incrementar la potencia del sistema, pero pese a la magnitud de este componente, no alcanzó a igualar el desarrollo de la demanda de energía del período.

Una pregunta que surge es, ¿cómo es posible que en un mercado competitivo, donde la demanda crece un 54,26% y la capacidad sólo un 45,54%, el precio disminuya a menos de la mitad? Gran parte de la explicación a este fenómeno está en el efecto combinado de los dos indicadores antes mencionados. Como muestra la siguiente figura, la potencia instalada efectiva, que resulta de la combinación de potencia instalada y disponibilidad térmica, tuvo un incremento del 128,14% desde 1992 hasta el final del período. Por lo que la necesidad de potencia adicional para compensar el aumento de demanda fue ampliamente cubierto, poniendo inclusive al sistema en situación de sobreoferta de potencia.

La influencia del incremento de potencia instalada efectiva sobre el precio de la energía eléctrica también puede verse a través de la evolución de los otros indicadores, como la reducción de generación térmica con combustibles caros como el fuel oil y el gas oil. Las mejoras implementadas respecto al transporte del gas natural, permitieron aumentar la disponibilidad para generación de energía en las zonas importadoras del mismo.

Potencia instalada efectiva entre 1992 y 1998 (en MW)

Periodo	Potencia Instalada Efectiva	Incremento (%)
Enero de 1992	5930,55	
Verano de 1993	7125,45	20,15
Verano de 1994	7913,68	11,06
Verano de 1995	9286,36	17,35
Verano de 1996	11679,88	25,77
Verano de 1997	12514,01	7,14
Verano de 1998	13530,12	8,12
Diciembre de 1998	13743,19	1,57

Fuente: Elaboración propia

La disponibilidad adicional permitió que la proporción de tiempo en que se genera energía con combustibles caros se reduzca sustancialmente, en el caso del fuel oil, o que prácticamente desaparezca, en el caso del gas oil.

La disminución de costos en el período del parque de generación térmica, también puede obtenerse a través del análisis del costo específico. Este indicador, que mide la cantidad de calorías que necesita un equipo de generación para transformar el combustible en energía, tuvo un cambio importante en el período. Mientras que el promedio para todo el parque a principios de 1992 estaba en 2732 Kcal/kwh, el consumo de las nuevas centrales instaladas en el período, presentó un promedio de 2218 Kcal/kwh.

De esta manera, la generación que permite el nuevo equipamiento tiene una eficiencia mayor, generando la misma energía con menor cantidad de combustible. El promedio del sistema se redujo a 2362 Kcal/kwh al ponderar la potencia de los viejos equipos y los nuevos. Pero debemos recordar que estas nuevas instalaciones son las primeras en entrar en servicio ante requerimientos de la demanda, desplazando el parque de generación de menor eficiencia, por lo que si se pondera el costo específico por la cantidad de energía eléctrica efectivamente generada en cada año, el impacto será mayor.

Otro aspecto importante es a través del impacto de la entrada en servicio de las nuevas líneas de transporte, desde Yacyretá y las mejoras técnicas en las líneas desde Comahue. El incremento de potencia en la central de Yacyretá, no tuvo efecto sobre el precio hasta que pudo transportarse la energía generada. Lo mismo sucedió con la potencia instalada en el Comahue, dadas las restricciones en el transporte que mantenían saturado este vínculo gran parte del tiempo.

Respecto a los precios de los combustibles, el gas oil provee a las últimas máquinas en ingresar al grupo de máquinas en generación, por lo que representa el precio de combustible más importante cuando existen restricciones de algún tipo, indisponibilidad térmica, transporte o indisponibilidad de gas natural. Esta influencia fue importante en los primeros años del funcionamiento del sistema, pero en la actualidad se ha atenuado, ya que su consumo tiende a desaparecer.

## 7. CONCLUSIONES

La puesta en marcha de las centrales de generación, tanto aquellas en construcción en la zona de Comahue en el momento de la transformación del mercado, como las que se proyectaron luego de 1992, tuvieron un impacto significativo sobre el precio, pese a que su aporte en potencia fue de menor magnitud que la demanda. Este incremento se vio superado por la magnitud de la transformación operada en las centrales privatizadas, que permitieron un incremento en la potencia real mayor al incremento en la capacidad instalada, al mejorar los índices de disponibilidad del equipamiento térmico.

Por otro lado, mas del 60% del aumento de capacidad de generación se verificó en zonas exportadoras de energía, con problemas de transporte hacia los centros consumidores. Por tal razón, el impacto de estas nuevas instalaciones se observó recién cuando pudieron superarse estos problemas, al entrar en servicio en el sistema la nueva línea de transporte desde Yacyretá, en un caso, y las mejoras técnicas en las líneas existentes en Comahue, en el otro.

El crecimiento de la demanda pudo ser atendido gracias al estado de sobreoferta en el que quedó el mercado luego de la transformación. Las mejoras en los índices de disponibilidad de los equipos térmicos, sumadas al aumento en la disponibilidad de gas natural para las centrales de generación, permitieron que los aumentos de demanda fueran satisfechos con energía generada a bajo costo. De esta manera, parte de la reducción del precio registrada en el período, también debe atribuírsele a la transformación en una de las principales industrias proveedoras de insumos para la generación eléctrica, que es la industria del gas natural.

Fuera del alcance de este trabajo quedaron algunos aspectos interesantes para su exploración, como determinar la evolución de la demanda de los usuarios residenciales, comerciales, industriales y otros, y su impacto sobre el precio de la energía eléctrica, que es de esperar presentarán distintas elasticidades. Otro aspecto interesante para investigar dentro de la evolución del mercado, es determinar los montos que las empresas privatizadas invirtieron en mantenimiento y repotenciación de los equipos recibidos, que permitieron llegar a los niveles de disponibilidad térmica de la actualidad. Luego se deberían comparar estos valores con los montos que se invirtieron en los últimos años de gestión del modelo anterior, basado en la administración estatal, buscando determinar las diferencias de eficiencia del capital invertido entre los dos modelos.

## NOTAS

- 1- En realidad, no toda la capacidad es remunerada. La discusión de la remuneración por potencia excede al presente trabajo.
- 2- La participación de la Energía Eléctrica dentro del balance energético ha venido creciendo sostenidamente en el transcurso de la década, pasando de un valor de 11,87 % durante 1990 a 13,43% en la actualidad.
- 3- Se ha utilizado el Índice de Producción Industrial publicado por el Instituto de Economía- UADE.



## REFERENCIAS

Arrufat, J. (1994): Actualidad Económica, Año IV, No.18, Córdoba, enero – febrero.

CAMMESA (1993-1998): Informe anual del MEM y MEMSP año 1993, año 1994, año 1995, año 1996, año 1997, y año 1998, Buenos Aires

CAMMESA. Programaciones estacionales, Noviembre de 1992 a Abril de 1993; Mayo a Octubre de 1993; Noviembre de 1993 a Abril de 1994; Mayo a Octubre de 1994; Noviembre de 1994 a Abril de 1995; Mayo a Octubre de 1995; Noviembre de 1995 a Abril de 1996; Mayo a Octubre de 1996; Noviembre de 1996 a Abril de 1997; Mayo a Octubre de 1997; Noviembre de 1997 a Abril de 1998, Buenos Aires

Dirección Nacional de Prospectiva (1997). Prospectiva 1997, Buenos Aires.

GARCIA, D. (1996): Fuentes de Energía, Geografía Económica Argentina, Bs. As.

IEFE (1996). Diagnóstico y perspectivas del sector eléctrico argentino, Informe Económico mensual, La Plata, Número 61, Octubre.

## Serie Textos de Discusión CEER

Para solicitar alguno de estos documentos o suscribirse a toda la Serie Textos de Discusión CEER, vea las instrucciones al final de la lista.

Número	Autor(es)	Título	Fecha (mes/año)
1	Laffont, Jean-Jacques	Llevando los principios a la práctica en teoría de la regulación	03/1999
2	Stiglitz, Joseph	The Financial System, Bussiness Cycles and Growth	03/1999
3	Chisari, Omar y Estache, Antonio	The Needs of the Poor in Infrastructure Privatization The Role of Universal Service Obligations. The Case of Argentina	03/1999
4	Estache, Antonio y Martín Rossi	Estimación de una frontera de costos estocástica para empresas del sector agua en Asia	04/1999
5	Romero, Carlos	Regulaciones e inversiones en el sector eléctrico.	05/1999
6	Mateos, Federico	Análisis de la evolución del precio en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina entre 1992 y 1997.	06/1999
7	Ferro, Gustavo	Indicadores de eficiencia en agua y saneamiento: el caso de Aguas Argentinas.	07/1999
8	Balzarotti, Nora	La Política de Competencia Internacional	09/1999
9	Ferro, Gustavo	La experiencia de Inglaterra y Gales en micromedición de agua potable	09/1999
10	Balzarotti, Nora	Antitrust en el mercado de gas natural	10/1999
11	Ferro, Gustavo	Evolución del cuadro tarifario de Aguas Argentinas: financiamiento de las expansiones en Buenos Aires.	10/1999

## CEER Working Paper Series

To order any of these papers, or all of these, see instructions at the end of the list.

Number	Author(s)	Title	Date (mm/yy)
1	Laffont, Jean Jacques	Translating Principle Into Practice in Regulation Theory	03/1999
2	Stiglitz, Joseph	Promoting Competition in Telecommunications	03/1999
3	Chisari, Omar Estache, Antonio and Romero, Carlos	Winners and Losers from Utility Privatization in Argentina: Lessons from a General Equilibrium Model	03/1999
4	Rodríguez Pardina, Martín and Martín Rossi	Efficiency Measures and Regulation: An illustration of the Gas Distribution Sector in Argentina	04/1999
5	Rodriguez Pardina, Martín Rossi and Christian Ruzzier	Consistency Conditions: Efficiency Measures for the Electricity Distribution Sector in South American	05/1999

**Centro de Estudios Económicos de la Regulación**



**Solicitud de incorporación a la lista de receptores de publicaciones del CEER**

Deseo recibir los ejemplares correspondientes a la serie (marque con una cruz la que corresponda), que se publiquen durante 1999:

- |                                 |               |                           |
|---------------------------------|---------------|---------------------------|
| a) Working Papers Series        | (...) impreso | (...) e-mail, formato pdf |
| b) Serie de Textos de Discusión | (...) impreso | (...) e-mail, formato pdf |

Mi nombre es:.....

Ocupación:.....

Domicilio:.....

.....

.....

Firma

Tenga a bien enviar esta solicitud por correo a:

SECRETARIA CEER  
Chile 1142, 1° piso  
1098 Buenos Aires  
Argentina

Por fax, al 54-11-43797588  
E-mail: ceer@uade.edu.ar